

RINGKASAN

Blok SC merupakan salah satu lapangan penghasil *Coal Bed Methane* (CBM) seluas $\pm 142.714,5$ acre, dikelola oleh PT. Medco CBM Sekayu yang merupakan salah satu anak perusahaan PT Medco E & P Indonesia. Blok SC berada pada Cekungan Sumatera Selatan di wilayah provinsi Sumatera Selatan yang memiliki potensi CBM cukup besar. Namun untuk melaksanakan eksplorasi CBM membutuhkan biaya yang cukup mahal untuk mencapai perolehan hidrokarbon akhir maksimal dan ekonomis dari suatu reservoir, sehingga memerlukan pengertian secara tepat dari reservoir yang diperoleh dengan pengerjaan *static model* reservoir hingga *dynamic model* reservoir. Tujuannya agar memperkecil kesalahan dalam eksplorasi CBM.

Dalam eksplorasi CBM, diperlukan data yang detail untuk mendukung dilakukannya pendeskripsian reservoir (*reservoir description*) secara tepat sehingga didapatkan model 3D yang dapat menguraikan distribusi fluida dalam reservoir secara tepat, menggambarkan bentuk, ketebalan, distribusi lateral dan distribusi harga – harga porositas, permeabilitas dan saturasi fluida, sehingga resiko kegagalan dalam eksplorasi CBM dapat dikurangi.

Dengan statusnya sebagai blok eksplorasi yang baru terdapat tiga sumur eksplorasi CBM, maka banyaknya data yang tersedia sangat terbatas. Oleh karena itu sulit untuk melakukan interpretasi geologi untuk mendapatkan gambaran mengenai kondisi reservoir, sehingga untuk mendapatkan gambaran yang utuh mengenai kondisi reservoir CBM mendekati kondisi sesungguhnya maka diperlukan adanya integrasi dengan data sumur pengembangan minyak konvensional.

Salah satu zona prospek eksplorasi CBM yang terdapat di Blok SC adalah *Coal Seam* Pang A, namun selama ini eksplorasi CBM Blok SC difokuskan pada *Coal Seam* dengan kedalaman yang lebih dangkal, dikarenakan ketersediaan data pada *Seam* Pang A yang kurang, sehingga eksplorasi belum dilaksanakan pada *Coal Seam* ini.

Dari analisis reservoir yang telah dilakukan, Penyebaran reservoir CBM pada Blok SC mempunyai sifat menerus dengan ketebalan maksimal 72.81 ft \approx 22,18 m berada pada *central deep* cekungan sebelah barat daya pada blok penelitian ini. Dari permodelan 3D reservoir selanjutnya digunakan untuk melakukan perhitungan volume reservoir. IGIP reservoir Blok SC adalah 1.080.651.000.650,479 (Scf) (1,080 Tcf). Sedangkan area *Sweet Spots* pada Blok SC dikelompokkan dalam 3 zona, yaitu Good Area (*central deep*/barat daya), Moderate Area (hampir merata diseluruh blok), Poor Area (*timur laut*).

Kata kunci : Coalbed Methane, Permodelan 3D Reservoir, IGIP, *Sweet Spots*.

ABSTRACT

SC blocks is one producer field of CBM \pm 142,714.5 acres, managed by PT. Medco CBM Sekayu which is a subsidiary of PT Medco E & P Indonesia. SC blocks located in South Sumatra Basin in the province of South Sumatra that have large CBM potential. But to carry out CBM exploration requires a significant financial cost to achieve economical and maximum hydrocarbons recovery from the reservoir, this requiring proper understanding of reservoir obtained by processing static reservoir models to dynamic reservoir models. The goal is to minimize error in CBM exploration. In CBM exploration, data required to support the execution of a detailed description of reservoir (reservoir description) appropriately to obtain 3D models can describe the fluid distribution in the reservoir accurately, describing the shape, thickness, lateral distribution and distribution price - porosity price, permeability and saturation fluid, so that the risk of failure in CBM exploration can be reduced.

With status as a new exploration blocks there are three CBM exploration wells, the amount of data available is limited. It is therefore difficult to conduct geological interpretation to get an idea of reservoir condition, so to get a complete picture of CBM reservoir conditions it is necessary to approach the real condition of integration with well development of conventional oil data.

One of zones contained CBM exploration prospect in Block SC is Coal Seam Pang A, but during this exploration is focused on CBM Block SC Seam with a more shallow depth, causing by less availability data on Coal Seam Pang A, so the exploration has not been conducted on this seam.

From the reservoir analysis, spread CBM reservoir properties in Block SC has continuously with a maximum thickness \approx 22.18 m 72.81 ft on deep central basin in the southwest study block. 3D reservoir modeling is used to calculate volume of reservoir. IGIP for Block SC reservoir valueable for 1,080,651,000,650.479 (SCF) (1.080 Tcf). While the area of Sweet Spots in Block SC grouped into 3 zones, namely Good Area (deep central / southwest), Moderate Area (almost evenly throughout the block), Poor Areas (northeast).

Keyword: Coalbed Methane, 3D Reservoir Modeling, IGIP, *Sweet Spots*.